

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА
21.03.01 Нефтегазовое дело
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**ОБЗОР ПРОЕКТОВ ПО РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
В НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОДАХ
НА ПРИМЕРЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ**

Руководитель _____ доцент, к.т.н М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник _____ Е.В.Банин
подпись, дата

Консультанты:

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 2017г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работ

Студенту Банину Евгению Васильевичу

Группа ЗНБ12-04.

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Обзор проектов по разработке залежей углеводородов в нефтематеринских породах на примере Баженовской свиты

Утверждена приказом по университету № 6612/с от 24.05.2017г.

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, доцент, к.т.н кафедра РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Баженовской свите, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геологическое описание Баженовской свиты;
2. История разработки Баженовской свиты;
3. Обзор проектов по разработке залежей углеводородов в Баженовской свите;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР _____ М.Т.Нухаев
подпись

Задание принял к исполнению Е.В.Банин
подпись

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Обзор проектов по разработке залежей углеводородов в нефтематеринских породах на примере Баженовской свиты» содержит 62 страниц текстового документа, 9 рисунков, 4 таблицы, 49 использованных источников.

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ТЕРМОГАЗ, НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ, БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА.

Объектом исследования являются нефтематеринские породы на примере Баженовской свиты.

Целью работы является обзор текущих методов разработки Баженовской свиты. Исходя из этого, были поставлены следующие задачи:

1. предоставить характеристику геологического строения Баженовской свиты;
2. проанализировать примеры истории разработки на разных месторождениях;
3. провести обзор различных методов разработки нефтематеринских пород.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геологическое описание Баженовской свиты	6
1.1 Общие сведения.....	6
1.2 Стратиграфия.....	8
1.3 Литостратиграфические особенности баженовской свиты и ее возрастных аналогов	11
1.4 Литология	15
1.5 Распределение органического углерода в породах	17
2 Вопросы о нефтегазоносности Баженовской свиты.....	19
2.1 История поисково-разведочных работ.....	19
2.2 Обзор взглядов на критерии прогноза нефтеносности баженовской свиты	25
3 Обзор проектов по разработке залежей углеводородов в Баженовской свите	27
3.1 Разработка залежей баженовской свиты компанией ОАО «Сургутнефтегаз»	27
3.2 Опыт компании ОАО «Роснефть» по эксплуатации залежей баженовской свиты	31
3.3 Многостадийный ГРП как метод разработки баженовской свиты (ОАО «Газпром нефть»)	33
3.4 Технология термогазового воздействия при разработке баженовской свиты (ОАО «РИТЭК»).....	35
4 Безопасность и экологичность.....	43
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	43
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	44
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	46
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	47
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	49
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	51
4.7 Экологичность проекта	52

Заключение	43
Список сокращений.....	56
Список использованных источников	57

ВВЕДЕНИЕ

Россия является одним из признанных мировых лидеров по добыче нефти и газа, но истощенность традиционных месторождений требует изыскивать новую ресурсную базу по масштабам сопоставимую с крупнейшими разрабатываемыми нефтегазоносными провинциями. В качестве равнозначной альтернативы рассматриваются освоение арктического шельфа и огромного потенциала самой большой в мире сланцевой формации — баженовской свиты, которая распространена практически по всей Западной Сибири.

Если разработка арктического шельфа связана с созданием инфраструктуры в суровых непригодных для постоянного проживания человека районах, то баженовская свита развита в районах со сложившейся нефтедобывающей инфраструктурой, прямо на территории разрабатываемых месторождений.

Её освоение для России имеет огромное социальное значение, так как снижение добычи нефти и газа в Западной Сибири в первую очередь скажется на благополучии многочисленных западно-сибирских городов и населенных пунктов, в которых компании нефтегазовой отрасли являются основными работодателями.

В данной дипломной работе рассматриваются методы разработки Баженовской свиты и затрагиваются другие вопросы и проблемы разработки сланцевых месторождений нефти.

1 Геологическое описание Баженовской свиты

1.1 Общие сведения

Баженовская свита является хорошо известным по многим публикациям репером в мезозойской толще Западной Сибири. Распространена на территории четырех фациальных районов: Фролово-Тамбейского, Пурпейско-Васюганского, Омского и Сильгинского (решение 2004) (рисунок. 1.1). В качестве стратотипа принята толща, выделенная (вначале как баженовская пачка) по Большереченской скв. 1-Р (инт. 2533-2506 м) (Гурари и др., 1959). В качестве лектостратотипа предлагалась скв. Саргатская-2-Р (инт. 2503-2530 м), а как гипостратотип часто рассматривается скв. Салымская-170 (инт. 2844-2881 м). Свита представлена высокоуглеродистыми черными с коричневатым оттенком кероген-глинисто-силицитовыми породами, массивными, плитчатыми, листоватыми, с прослоями радиоляритов, глинистых известняков, остатками морских фоссилий. Содержание органического вещества в кероген-глинисто-силицитовых породах иногда достигает 20 % и более. В аномальных разрезах она содержит прослои песчаников, алевролитов, аргиллитов с очень малым содержанием Сорг. Мощность свиты около 30 м, а иногда достигает 90 м. Обычно в разрезах уникально богатые планктоно- и бактериогенным органическим веществом кероген-глинисто-силицитовые породы баженовской свиты трансгрессивно, со стратиграфическим несогласием залегают на верхневасюганской подсвите или согласно перекрывают аргиллиты георгиевской или абалакской свит [1,2,3].

Перекрывается баженовская свита свитами куломзинского горизонта. Обычно непосредственно перекрывающие баженовскую свиту отложения представлены переслаиванием слабоуглеродистых и местами углеродистых глин, соответствующих подачимовским отложениям, объемлющим (с учетом обнаруженных в них комплексов макро- и микрофауны) верхнюю часть рязанского регионального яруса. Таким образом, на большей части территории своего распространения баженовская свита соответствует по

объему баженовскому горизонту в пределах от верхней части нижневолжского подъяруса до низов рязанского регионального яруса.

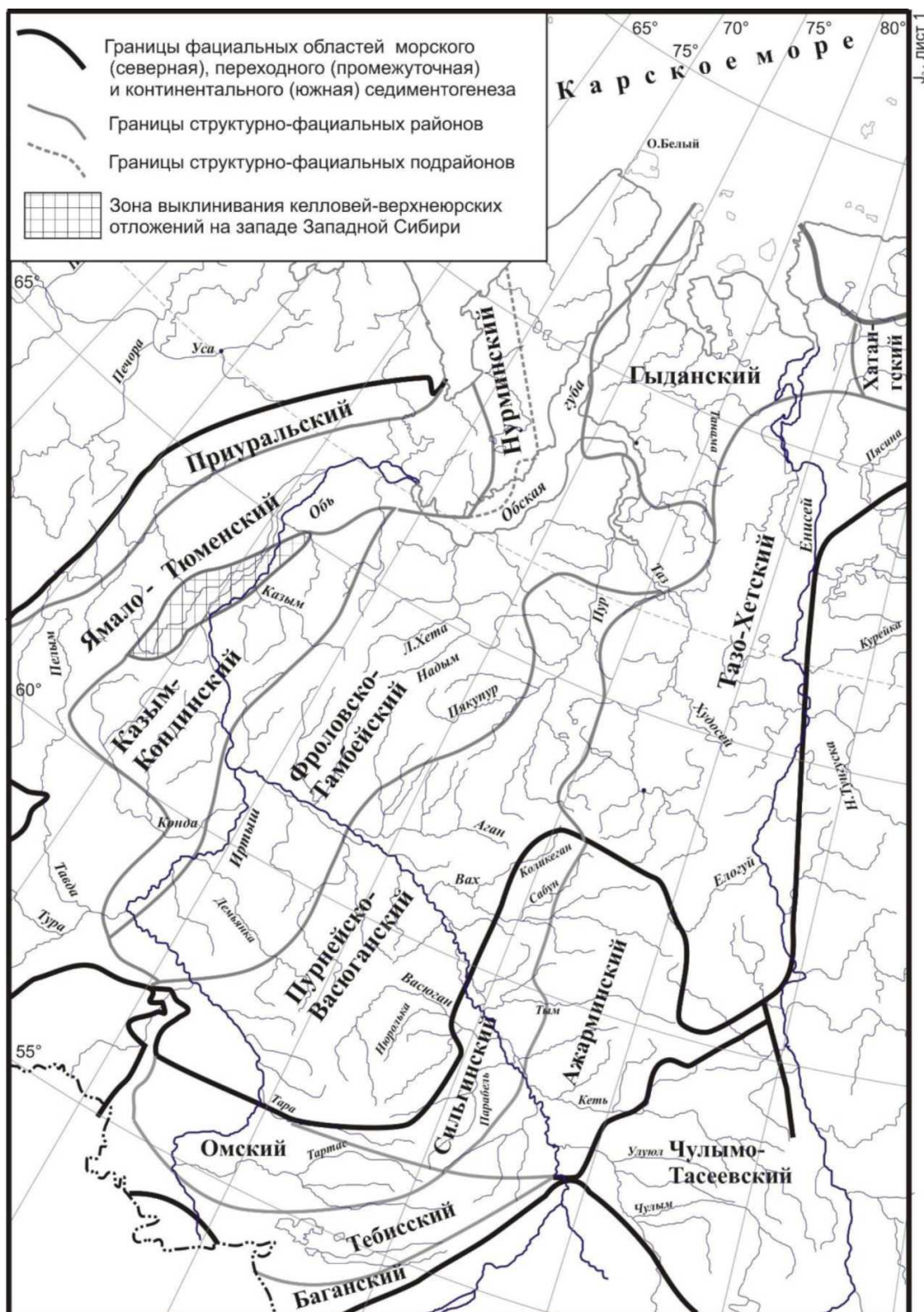


Рисунок 1.1 - Структурно-фациальное районирование келловоя и верхней юры

1.2 Стратиграфия

В многочисленных разрезах баженовской свиты совместно с характерным для типового разреза комплексом фораминифер, двустворок, спор и пыльцы найдены и аммониты.

На протяжении последних трех десятилетий для юры и нижнего мела Западной Сибири были разработаны, наряду с аммонитовой, автономные зональные шкалы по основным группам беспозвоночных. Как показывает опыт биостратиграфического изучения юры и мела на закрытых территориях Западной Сибири, сводная зональная основа, представляющая весь комплекс увязанных между собой шкал, основанных на различных группах фауны и флоры, служит надежным инструментом для дробного расчленения вскрытых скважинами осадочных толщ, обеспечивает установление возрастных диапазонов свит и их пространственную корреляцию. Приграничный интервал юры и мела в Сибири хорошо охарактеризован комбинацией взаимоувязанных параллельных зональных шкал по разным группам фоссилей. Однако здесь нет биостратиграфических маркеров, позволяющих напрямую сопоставить какой-нибудь из указанных биостратонов с биостратонамитетических разрезов приграничных толщ юры и мела [4,5,6].

Граница между юрской и меловой системами на севере России и смежных территориях Арктики долгое время рассматривалась как граница волжского яруса и "бореального берриаса". В Сибири она проводилась по подошве аммонитовой зоны *Chetaitessibiricus* или зоны *Praetolliamaynci*. Нередко в работах как российских, так и зарубежных исследователей в качестве нижнего яруса меловой системы в бореальных разрезах называется рязанский ярус, который в отличие от волжского яруса никогда не фигурировал в ОСШ России, принятой Межведомственным стратиграфическим комитетом России. С 1996 г. оба бореальных яруса в России официально признаны в статусе региональных ярусов. Использование термина "бореальный берриас" не удачно хотя бы потому, что несоответствие его объема берриасскому ярусу

очевидно для многих специалистов. Проблема соотношения объемов волжского и рязанского ярусов со стандартными для этого интервала титонским и берриасским ярусами обсуждается во множестве публикаций. Однозначного решения этой проблемы биостратиграфическим путем достигнуть не удалось.

Что касается статуса волжского и рязанского ярусов, то не так уж и важно, будут ли эти ярусы признаны ярусами ОСШ России или же так и останутся в ранге региональных. Поскольку стандартным ярусом международной стратиграфической шкалы ни один из них не является, по своей сути оба яруса — региональные (при этом в качестве региона можно понимать и весь бореальный регион в целом).

Использование волжского и рязанского ярусов на огромной территории бореальных палеобассейнов вполне оправдано, поскольку они отражают два разных этапа геологической истории. В какой-то мере это и дань традициям, в соответствии с которыми составлялось большинство геологических документов прошлого и начала нынешнего века для бореальных регионов. В отличие от границы стандартных титонского и берриасского ярусов, в бореальных разрезах только граница волжского и рязанского ярусов может быть охарактеризована надежными биособытийными маркерами. Однако параллелизовать при этом границу юрской и меловой систем (= границу титонского и берриасского ярусов) с границей волжского и рязанского ярусов в настоящее время вряд ли можно считать правильным.

При геологических исследованиях на огромных территориях Сибири фиксация положения границы в конкретных разрезах, как правило, проводится на биостратиграфической основе.

За прошедшие 10 лет после принятия стратиграфических схем юры и мела Западной Сибири на МСК России получены новые биостратиграфические данные, позволившие усовершенствовать и детализировать пакет зональных шкал по разным группам фоссилий: аммонитам, белемнитам, двустворкам и фораминиферам, что отражено в предлагаемом варианте

стратиграфической схемы баженовского горизонта и подстилающих его отложений Западной Сибири (рисунок 1.2) [7,8].

Общая шкала					Региональный стандарт	Региональные стратиграфические подразделения				
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Зона		Горизонт	Местная зона, подзона, слои			
Нижний мел					Верхний	по аммонитам		по белемнитам	по двустворкам	
Berriassella jacobii						S. maurynjensis	Lag. gus-tonesovi, Arctot. por-rectiformis	Simobelus compactus	Buchia unschensis	
Durangites spp.					Средний	Craspedites taimyrensis		Lobelus russiensis	B25	
Craspedites okensis						C. subditus	Craspedites okensis		Lagonibelus napaensis	Buchia obliqua
Craspedites okensis					Нижний	Epilaugeites vogulicus		Simobelus mamillaris		B24
Epilaugeites vogulicus						Laugeites groenlandicus	Laugeites groenlandicus		Boreiteuthis explanata	
Laugeites groenlandicus					Crendonites spp.	Crendonites spp.	Boreiteuthis explanata	B23		
Crendonites spp.					Dorsoplanites maximus	Dorsoplanites maximus			Boreiteuthis explanata	B22
Dorsoplanites maximus					Dorsoplanites ilovaiskii	Dorsoplanites ilovaiskii	Boreiteuthis explanata	B21		
Dorsoplanites ilovaiskii					Pavlovia iatriensis	Pavlovia iatriensis			Boreiteuthis explanata	B20
Pavlovia iatriensis					Pectinatites pectinatus	Pectinatites pectinatus	Boreiteuthis explanata	B20		
Pectinatites pectinatus					Subdichotomoceras subcrassum	Subdichotomoceras subcrassum			Boreiteuthis explanata	B20
Subdichotomoceras subcrassum					Eosphinctoceras magnum	Eosphinctoceras magnum	Boreiteuthis explanata	B20		
Eosphinctoceras magnum					V. dividuum	V. dividuum			Boreiteuthis explanata	B20
					A. autissiodorensis	A. autissiodorensis	Boreiteuthis explanata	B20		
					Aulacostephanus eudoxus	Aulacostephanus eudoxus			Boreiteuthis explanata	B20
					Aulacostephanus sosvaensis	Aulacostephanus sosvaensis	Boreiteuthis explanata	B20		
					Rasenia evoluta	Rasenia evoluta			Boreiteuthis explanata	B20
					Pictonia involuta	Pictonia involuta	Boreiteuthis explanata	B20		
					R. pseudo-cordata	R. pseudo-cordata			Boreiteuthis explanata	B20
					A. ex gr. regulare	A. ex gr. regulare	Boreiteuthis explanata	B20		
					Amoeboceras spp.	Amoeboceras spp.			Boreiteuthis explanata	B20
					Cardioceras tenuiserratum	Cardioceras tenuiserratum	Boreiteuthis explanata	B20		
					Cardioceras densiplicatum	Cardioceras densiplicatum			Boreiteuthis explanata	B20
					Cardioceras cordatum	Cardioceras cordatum	Boreiteuthis explanata	B20		
					Cardioceras percaelatum	Cardioceras percaelatum			Boreiteuthis explanata	B20
					Cardioceras gloriosum	Cardioceras gloriosum	Boreiteuthis explanata	B20		
					C. obliteratum, C. scarburgense	C. obliteratum, C. scarburgense			Boreiteuthis explanata	B20
					Eboraceras subordinarium	Eboraceras subordinarium	Boreiteuthis explanata	B20		
					Longaeviceras keyserlingi	Longaeviceras keyserlingi			Boreiteuthis explanata	B20
					Rondiceras (?) stenolobum	Rondiceras (?) stenolobum	Boreiteuthis explanata	B20		
					Cadoceras wosnessenskii, C. postelatmae	Cadoceras wosnessenskii, C. postelatmae			Boreiteuthis explanata	B20
					Cadoceras durum	Cadoceras durum	Boreiteuthis explanata	B20		
					Cadoceras sublaeve	Cadoceras sublaeve			Boreiteuthis explanata	B20
					Cadoceras tolype	Cadoceras tolype	Boreiteuthis explanata	B20		
					Cadoceras tschernyschewi	Cadoceras tschernyschewi			Boreiteuthis explanata	B20
					Cadoceras elatmae	Cadoceras elatmae	Boreiteuthis explanata	B20		
					Cadoceras calyx	Cadoceras calyx			Boreiteuthis explanata	B20
					Cadoceras variabile	Cadoceras variabile	Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuthis explanata	B20
							Boreiteuthis explanata	B20		
									Boreiteuth	

1.3 Литостратиграфические особенности баженовской свиты и ее возрастных аналогов

Баженовская свита прослежена в Западной Сибири на площади около 1 млн. км². (рисунок 1. 3). По своим физическим параметрам баженовская свита резко отличается от выше-и нижележащих пород. Кероген-глинисто-силицитовые породы в своем типичном выражении характеризуются значениями КС от 5 до 500 Ом-м (в разрезах таркосалинского типа - от 5 до 75 Ом-м), отсутствием отрицательных аномалий ПС (кроме трещиноватых разностей), высокой естественной гамма-активностью (свыше 16 мкР/ч), высокими НГК, низкими ИК, низкими скоростями акустических волн. Интервалы разреза с высокими значениями КС не всегда совпадают с положительными аномалиями ГК - последние часто бывают "сдвинуты" вверх на 5-10 м.

Обособление и корреляция высокоуглеродистой толщи баженовской свиты обычно не вызывают затруднений, однако при этом нельзя не заметить многообразие разрезов, которые отличаются между собой и по величине КС, и по форме этих кривых, количеству и положению их максимумов, характеру спада кривых КС и ПС.

Е.А. Гайдебуровой установлены четыре типа и восемь подтипов баженовской свиты и закартированы зоны их распространения в центральных и южных районах Западной Сибири.

Зона развития баженовской свиты первого (переходного) типа занимает ограниченную территорию на востоке и юге Западной Сибири, включая районы перехода от марьяновской свиты (на юге) и яновстанской (на востоке) к баженовской свите. Баженовский горизонт представлен темно-серыми, аргиллитами, незначительно обогащенными Сорг, с прослоями серых алевролитов и серых аргиллитов. Отличие пород баженовской свиты от граничащей с ней по латералияновстанской состоит в увеличении значений КС. Мощность баженовской свиты в разрезах первого типа составляет 10-30 м.

Разрезы баженовской свиты второго типа широко распространены в Западной Сибири. Зона развития разрезов баженовской свиты второго типа вытянута по периферии бассейна. Сложена типичными черными к буровато-черным высокоуглеродистыми аргиллитами, КС которых изменяются от 25 до 125 Ом-м. По положению максимума гамма-активности и степени расчлененности свиты по электрическим сопротивлениям выделяются три подтипа. Тайдасский подтип включает самые южные разрезы зоны, площади Межевского свода и Парабельского мегавала и разрезы Усть-Тымской впадины.

Характерна приуроченность максимума гамма-активности к интервалу выше кровли свиты. Для тайдасского типа свойственны одно-, двух- и трехчленное строение, но четкой границы между пачками различного сопротивления провести невозможно. Резко изменяется мощность свиты. В районе Межевского свода она равна 20-26 м, на Парабельском мегавале сокращается до 10-14 м, в более северных районах не превышает 5-8 м (пл. Песчаная, Басмасовская, Нань-Яхская). Территория распространения братского подтипа баженовской свиты протягивается узкой полосой вдоль зоны тай-дасского подтипа. В зону распространения этого подтипа входят разрезы Крюковской, Чебурлинской, Тарбажиной, Саргатской, Литковской, Баклянкой, Мурасовской, Сергеевской, Камышинской, Братской, Малоичской и других площадей, а также разрезы западного борта Усть-Тымской впадины и южных окончаний Александровского и Ларь-Еганского мегавалов. Братский подтип отличается от тай-дасского только расположением максимума гамма-активности, который приурочен к верхней части свиты. Разрезы тагринского подтипа приурочены к Пурскому прогибу и осложняющим его локальным поднятиям. В эту зону входят разрезы скважин Новомолодежной-3, Сикторской-76, Тагринской, Северо-Тагринской, Ярайнерской, Етыпуровской структур и др. Баженовская свита тагринского подтипа характеризуется значительными мощностями (30-70 м), резкими перепадами значений КС (от 0 до 120 Ом-м) и радиоактивности, что связано с чередованием здесь кероген-

глинисто-силицитовх пород со слабо углеродистыми аргиллитами. С увеличением количества пачек уменьшается их мощность и теряется четкость границ. На Тагринской площади установлено резкое колебание мощностей баженовской свиты и выпадение отдельных слоев и пачек: с севера на юг мощность изменяется от 20 до 65 м. Максимальное количество пачек вскрыто скважинами Тагринскими-52 и 57, расположенными на крыльях структуры. От крыльев к своду количество пачек и общая мощность отложений постепенно уменьшается и в разрезе, вскрытом скв. Тагринской-66, сохраняется лишь одна нижняя пачка мощностью 20 м [9,10].

Разрезы баженовской свиты третьего типа группируются в три подтипа. Так, к малореченскому подтипу отнесены разрезы большей части Юганской впадины, Ларь-Еганского вала, части Нижневартовского и Сургутского сводов, частично Пякутинско-Ампутинского мегапрогиба и Северного свода. Баженовская свита этого подтипа имеет небольшие мощности (10-15 м), одночленное строение, вытянутую форму кривой КС. Кочевский подтип этой свиты установлен на ограниченной территории Сургутского свода, в Танловской впадине, Соимлорском прогибе, части Северо-Сургутской моноклинали. Для этих разрезов баженовской свиты характерны сдвоенные, близко расположенные пачки со значительно повышенными значениями КС. Средняя мощность свиты этого подтипа составляет 20-30 м. Баженовская свита юганского подтипа распространена на территории, примыкающей к Салымскому району, в центральной и западной частях Танловской впадины. Мощность свиты здесь не превышает 20-30 м. Свита имеет трехчленное строение, сжатую форму кривой КС с очень высокими их значениями.

Четвертый тип разреза баженовской свиты характеризует Салымский район. Разрезы этого типа выделяются по резкому увеличению КС, величина которых может достигать 4500 0м. Отличает разрезы четвертого типа от типов появление в ряде случаев отрицательной аномалии кривой ПС. Максимальные

значения гамма-активности приурочены к верхней части свиты. Мощности отложений в Салымском районе достаточно стабильны (от 35 до 50 м) [11].

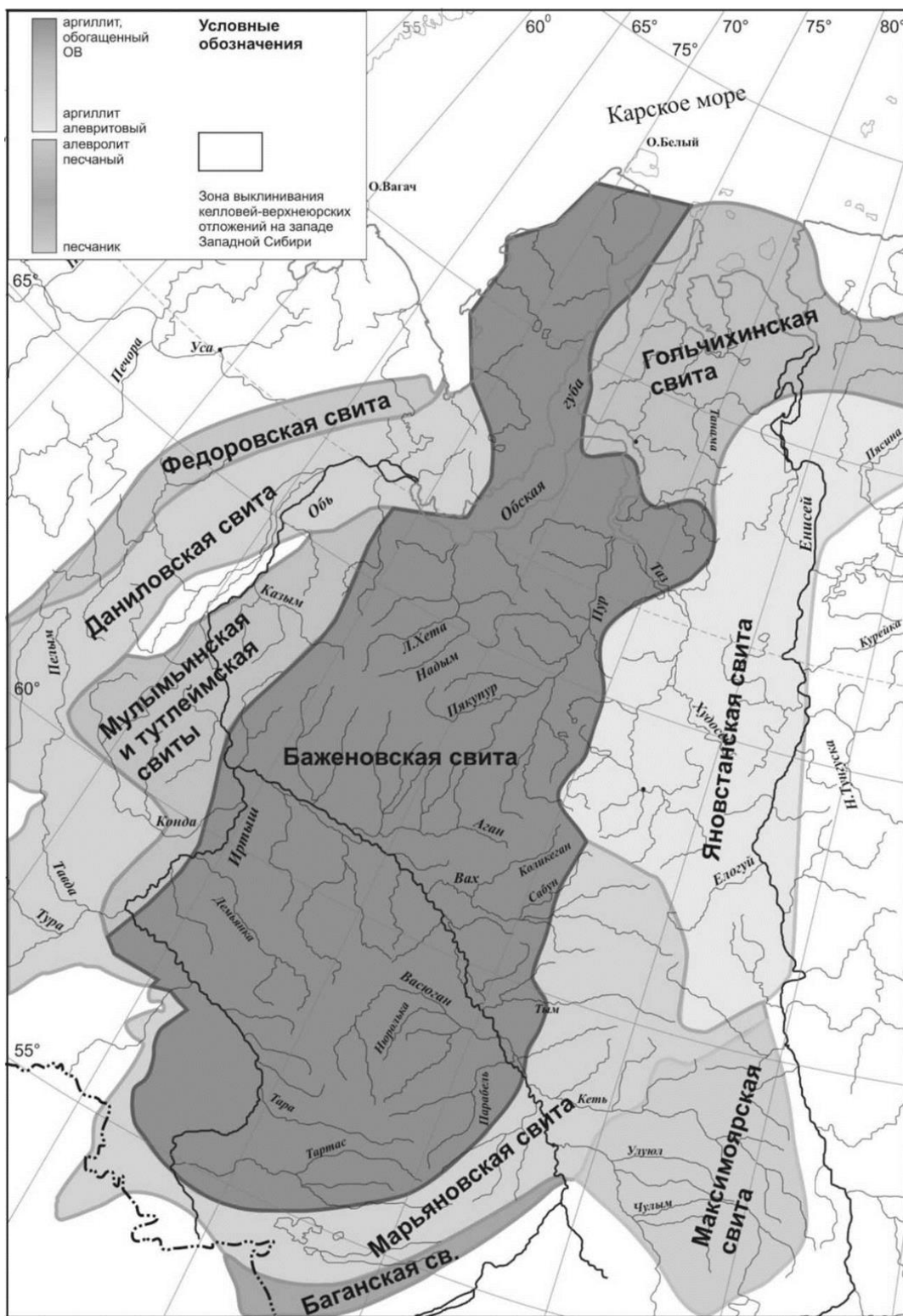


Рисунок 1.3 - Распространение баженовской свиты и ее возрастных аналогов на территории Западной Сибири

1.4 Литология

Долгое время считалось, что баженовская свита представляет собой толщу аргиллитов, обогащенных органическим веществом. Так еще в 1970 г. И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, Г.Р. Новиков, А.В. Тянь, И.Н. Ушатинский писали, что баженовская свита «развита на большей части территории Западно-Сибирского бассейна и повсеместно представлена черными тонкоотмученными плотными аргиллитами с землистым неровным изломом. В западной и юго-западной частях изучаемого района, где баженовская свита замещается породами тутлеймской свиты, аргиллиты становятся тонкоплитчатыми (2-5 мм) с листоватой поверхностью излома». Однако при углубленном изучении литологии баженовской свиты стало очевидно, что она имеет чрезвычайно сложный литологический состав и является продуктом существенно биогенной седиментации. Для системного описания пород баженовской свиты необходима специальная классификация слагающих ее пород [12,13].

Для классификации минералогический состав пород определялся по результатам

- рентгено-дифрактометрических,
 - электронно-микроскопических исследований,
 - спектрального анализа фракций в инфракрасной области спектра,
- определения концентрации породообразующих химических элементов методом РФА,
- определения концентрации Сорг в породах и элементного состава керогена.

Для расчета минерального состава пород баженовской свиты были использованы адаптированные к особенностям минералогического состава пород балансовые методы. В результате расчетов были определены содержания основных минеральных компонентов пород (кремнезема, глинистых минералов, в том числе отдельных групп глинистых минералов, альбита,

керогена, кальцита, доломита, апатита, пирита и барита). Результаты расчетов контролировались петрографическими и рентгенофазовыми исследованиями.

В основу предлагаемой классификации положен принцип группировок пород баженовской свиты по минералогическому составу. При этом в соответствии с результатами литологических, петрографических, минералогических исследований принято, что основная масса пород баженовской свиты сложена следующими составляющими:

- продуктами биохимической концентрации минерального вещества (кальцит, кремнезем);
- органическим планктоно- и бентосогенным органическим веществом (керогеном) -сохранившемся после диагенетических и катагенетических превращений;
- продуктами химического разрушения и тончайшей дисперсии первичных пород в областях водосборов (глинистый аллотигенный материал);
- аутигенными продуктами химической концентрации минерального вещества на стадиях позднего диагенеза и катагенеза;

Необходимо, однако, учитывать, что на разных этапах формирования пород баженовской свиты и в результате совершенно различных процессов могли формироваться идентичные по химическому и минералогическому составу фазы. Кроме того, продукты более ранних этапов являлись основой и источником вещества для минералообразования более поздних стадий. По этой причине классификация не является в полной мере генетической.

Материалом для составления классификации послужила коллекция из более 400 образцов пород баженовской свиты, отобранных из керна 13 скважин, пробуренных на территории центральных районов Западно-Сибирской геосинеклизы Ханты-Мансийский автономный округ, запад Томской и север Новосибирской областей.

Изученная выборка образцов характеризуется следующим количественными вариациями компонентов пород: минералы кремнезема - от 0

до 88,4 % , в среднем 35,5 %; глинистые минералы - от 1,25 до 53,1 % , в среднем 25,1 %; альбит - от 0 до 29,1 % , в среднем 8,8 %; карбонатные минералы - от 0 до 92,3 % , в среднем 13,3 %, органическое вещество (кероген) - от 0,4 до 28,1 % , в среднем 10,5 %; пирит - от 0,14 до 23,1 % , в среднем 6,0 %; апатит - от 0,1 до 17,5 % (в среднем 0,85 %).

Таким образом, основными породообразующими группами баженовской свиты являются кремнистые, глинистые, карбонатные минералы и кероген, которые за редким исключением в сумме составляют более 80 вес. % от породы [14,15,16].

1.5 Распределение органического углерода в породах

Западная Сибирь и, в первую очередь, баженовская свита (пачка) была одним из первых объектов, на примере которого в СССР было начато изучение закономерности распределения органического вещества в древних осадочных бассейнах. Первые попытки построения таких карт были предприняты в 1960-1963 гг. Ф.Г. Гулари, Н.П. Запиваловым, А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым, В.Ф. Никоновым. Именно в это время Н.М. Страхов (1962) сформулировал задачу построения таких карт для современных и ископаемых осадочных бассейнов как одну из приоритетных задач осадочной геохимии. Западно-Сибирский бассейн стал одним из первых ископаемых бассейнов, на примере которых было начато решение этой задачи. Обычно такие построения опирались только на аналитические данные по керну. Данные радиоактивного каротажа скважин первым для оценки содержаний органического углерода в породах использовал И.И. Плуман, что позволило резко повысить плотность наблюдений при построении карт. В 80-е годы прошлого века такой же подход использовали Ф.Г. Гулари, и В.И. Москвин, а в начале XXI века В.А. Конторович. При этом при поисках зависимости «керна-ГИС» они использовали средние значения параметров по каждой изученной скважине [17,18].

Результаты последних исследований показывают, что концентрация органического углерода меняется от первых процентов до 25%. Наиболее часто встречаемые концентрации органического углерода в породах баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского бассейна от 8,0 до 13,0%, среднее по результатам 1541 анализа 9,9%[19,20,21].

Уже исследования 60-х-70-х годов прошлого века показали тенденцию роста от окраин бассейна седиментации волжского века к его центральной, наиболее глубокой части[22].

К настоящему времени на основании зависимости «керна-ГИС» в центральных районах Западно-Сибирского бассейна было обработано более 600 скважин, что позволило относительно равномерно охарактеризовать разрез каждой изученной скважины. Обработка полученных по данным ГИС диаграмм позволила замерить значения Сорг в этих скважинах более, чем в 36000 точек. Обработка этих данных дала несколько более низкое значение среднего содержания органического углерода в породах баженовской свиты 7,5%.

2Вопросы о нефтегазоносностиБаженовской свиты

2.1 История поисково-разведочных работ

Впервые предположение о наличии в баженовской свите трещинных коллекторов и возможность обнаружения в них залежей нефти было высказано Ф.Г. Гурами в 1961 году [23]. Это предположение вскоре подтвердилось на территории деятельности Правдинскойнефтегазоразведочной экспедиции (НРЭ), которой руководил Ф.К. Салманов. В 1964 году при бурении скв. № 1Р на Лемпинском локальном поднятии во время вскрытия отложений баженовской свиты наблюдалось разгазирование глинистого раствора и появление нефтяной пленки. Первый промышленный приток нефти из баженовской свиты был получен в апреле 1967 г. в результате бурения скв. № 12, расположенной в присводовой части поднятия. При забое 2836 м произошел неожиданный аварийный нефтегазовый выброс. Дебит нефти при фонтанировании ориентировочно определялся в $750 \text{ м}^3/\text{сут}$. Исходя из существовавшей тогда геологической модели, этот фонтан связывали с ачимовской толщей неокома (И.И. Нестеров) или пластами кровли тюменской свиты (Ф.К. Салманов, А.В. Тян). В этом же году, но чуть позднее, на Правдинском месторождении в скв. № 90Р при вскрытии баженовской свиты через колонну был получен приток нефти при переливе дебитом $6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Для выяснения, из каких отложений получена нефть по предложению начальника партии оперативного анализа Правдинской НРЭ А.В. Тяна в 1968 г. была пробурена скважина, в которой при особых условиях вскрытия баженовской свиты, получили мощный фонтан нефти, равный примерно 300-400 т/сут.

Впоследствии и на Салымском, и на Правдинском месторождениях при испытании интервала баженовской свиты в десятках разведочных скважин были получены притоки нефти от малодебитных до высокодебитных - фонтанирующих.

Открытие промышленных притоков легкой, высококачественной нефти из баженовской свиты сразу вызвало повышенный интерес геологов к этому объекту. Геологии, нефтеносности и разработке залежей нефти баженовской свиты Западной Сибири посвящены работы многих исследователей: Ф.Г. Гурари, Ф.К. Салманова, Г.Р. Новикова, А.В. Тяна, И.И. Нестерова, М.В. Дахновой, В.М. Добрынина, Е.А. Гайдебуровой, В.Г. Елисеева, Ю.В. Желтова, О.Г. Зарипова, М.Ю. Зубкова, Ю.Н. Карогодина, Л.П. Климушиной, Т.Т. Клубовой, А.Э. Конторовича, Б.В. Корнева, Н.А. Крылова, А.Р. Курчикова, В.Г. Мартынова, А.А. Нежданова, В.Н. Нестерова, В.С. Мелик-Пашаева, Г.Э. Прозоровича, В.С. Славкина, А.П. Соколовского, Г.М. Таруца, А.А. Трофимука, А.Я. Хавкина, Э.М. Халимова, И.Н. Ушатинского и многих других. Значительный вклад в изучение баженовской свиты внесли научные школы СНИИГГиМС, ЗапСибНИГНИ, ИГГ АН СССР, ИГИРГИ, ВНИГРИ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и ряд других научных учреждений и вузов [24,25].

К настоящему времени опробование на приток углеводородов интервала баженовской свиты (без перекрывающих и подстилающих толщ) проведено на более чем 200 площадях, расположенных в Тюменской (юг), Омской, Томской областях и ХМАО, ЯНАО. Наибольшее количество испытаний проведено в центральной и западной частях территории Западной Сибири (ХМАО), где баженовская свита подстилается абалакской. Промышленные и полупромышленные притоки безводной нефти были получены на 120 площадях, при этом в центральной части осадочного бассейна притоки нефти от незначительных (менее 1 м³/сут) до нескольких десятков м³/сут получены как из классических разрезов баженовской свиты, так и из аномальных (Асомкинская, Вачимская, Восточно-Перевальная, Имилорская, Северо-Тончинская и др. площади).

Результаты испытаний баженовской свиты следующие. В 40% скважин притока не получено. Приведем результатам испытаний скважин только для одной компании ОАО «Сургутнефтегаз», которая достаточно давно

занимается проблемами нефтеносности баженовской свиты. Согласно опубликованным данным на сайте компании, компания пробурила и испытала пласт Ю0 около 600 скважин, из которых 37 % оказались «сухими». В 13% от общего количества испытанных скважин получены либо признаки нефти в виде пленки, либо дебиты составили менее 1 м³/сут. В 28% опробований из баженовской свиты получены притоки нефти от 1 до 10 м³/сут при различных гидродинамических уровнях. При испытании 15% скважин дебиты нефти составили от 10 до 100 м³/сут. Наиболее высокодебитные - фонтанные притоки (более 100 м³/сут) получены в 4% скважин, которые пробурены в центральной части ХМАО, где баженовская свита перекрывается достаточно мощной пачкой подачимовских глин и подстилается глинистой толщей абалакской свиты. Эти скважины расположены в пределах Салымского, Северо-Салымского, Приразломного, Правдинского, Сахалинского и Ай-Пимского месторождений, а в западной части ХМАО на Красноленинском месторождении. Исключением является фонтан дебитом более 150 м³/сут, полученный при вскрытии баженовской свиты на Мултановской площади, расположенной в юго-восточной части ХМАО (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 -Схематическая карта расположения открытых залежей нефти в баженовской свите

На основании обобщения, опубликованных данных по нефтеносности баженовской свиты, можно сделать следующие выводы:

1. Большинство исследователей, занимавшихся проблемой нефтегазоносности баженовской свиты, отмечает приуроченность

выявленных нефтяных залежей к зонам положительных температурных аномалий и к областям с достаточно высоким содержанием органического вещества (керогена).

Залежи нефти в баженовской свите не имеют подошвенных и краевых вод. Во всех скважинах из интервала баженовской свиты получена безводная нефть.

Залежи нефти в баженовской свите не контролируются структурным фактором. Однако ряд авторов отмечает некоторое тяготение высокодебитных скважин к сводовой части Лемпинского поднятия в пределах Салымского месторождения, что объясняется ими образованием в сводовой части зон разуплотнения.

Характерными являются аномально высокие пластовые давления (АВПД) в залежах, что указывает на их гидродинамическую изоляцию от проницаемых горизонтов, низкие емкостные и фильтрационные свойства получаемых из скважин образцов.

Залежи в баженовской свите приурочены к листовато-порово-кавернозно-трещинному коллектору пласта Ю0, характеризующемуся низкой емкостью и высокой проницаемостью. Породы-коллекторы баженовской свиты залегают в виде прерывистых пропластков и линзовидных образований внутри преимущественно непроницаемой глинисто-кероген-силицитовых пород. В большинстве случаев линзы между собой практически не сообщаются. Это подтверждает распределение начального пластового давления. Оно резко отличается по скважинам и меняется от 28 МПа (гидростатическое давление равно 28 МПа) до 49 МПа. Кроме этого высокий процент и хаотичность расположения «сухих» и малопродуктивных скважин также указывают на линзовидное строение коллектора баженовской свиты. Продуктивность скважин, вскрывших высокоуглеродистые отложения баженовской свиты, даже в пределах одного месторождения, резко отличается друг от друга, причем расстояние между этими скважинами может составлять лишь первые сотни

метров. Проведенные предварительные оценки (на основе гидродинамических расчетов) показывают, что протяженность самих нефтеносных линз может достигать 1 -1,5 км, а их наиболее вероятная величина 3-5 м.

В ряде скважин проведены отдельные поинтервальные испытания баженовской свиты. Р.И. Медведский и К.В. Светлов приводят статистику по результатам испытания отдельных интервалов баженовской свиты из нескольких скважин Салымского месторождения. Они делают вывод об улучшении коллекторских свойств в низах баженовской свиты, хотя наличие промышленно нефтеносных интервалов ими предполагается по всему разрезу.

Обобщение результатов испытания отдельных интервалов баженовской свиты на основе анализа опубликованных материалов приведено в коллективной работе «Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты» под редакцией Ф.Г. Гурари. В этой работе показано, что в Салымском районе притоки нефти с фонтанированием из верхней пачки свиты составляют 24%, из средней – 28%, из нижней – 48%. Нефтепроявления всех категорий (фонтанирование, разгазирование бурового раствора, появление пленки нефти и др.) из верхней пачки составляют 34%, из средней – 26%, из нижней – 40%. На основании полученных статистических результатов сделан вывод о том, что нефтеносность проявляется во всех частях разреза свиты, но основные по количеству и мощности притоки получены из нижней ее части.

На 01.01.2013 г на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в пласте Ю0баженовской свиты выявлено более 150 залежей нефти на 92 месторождениях, подавляющее количество из которых расположено в западной половине ХМАО.

2.2 Обзор взглядов на критерии прогноза нефтеносности

баженовской свиты

Формирование залежей нефти в глинистой толще - явление «неклассическое» с точки зрения традиционных представлений. На возможность выделения залежей нефти в баженовской свите впервые указал Ф.Г. Гулари, предложивший «опробовать открытым забоем всю толщу марьяновских аргиллитов, в которой возможно наличие трещиноватых зон, аккумулирующих нефть и газ». Впервые баженовская свита была испытана в 1959 году в Томской области на Назинской площади. Промышленные притоки нефти были получены в 1968 году на Салымской площади в скв. 12 и на Правдинской площади в скв. 90, причем в скв. 90 нефтенасыщенность пород была отмечена при описании керна.

Эти авторы обосновывали, что баженовская свита представляет собой новый самостоятельный объект поисков месторождений и добычи нефти в Западно-Сибирской провинции. «В региональном плане, - писали они, - можно наметить зону, в пределах которой можно ожидать наличие притоков нефти из глинистых пород баженовской свиты. Эта зона протягивается почти в строго меридиональном направлении, захватывая северные участки Вагай-Ишимского моноклиналичного склона, Салымскую седловину и ее склоны, западный борт Сургутского свода, Красноленинский и Ляминский своды и Зенковское куполовидное поднятие».

Имеется большое число публикаций относительно критериев нефтеносности пород баженовской свиты.

На основании этих публикаций можно сформулировать следующий ряд критериев прогноза в баженовской свите залежей нефти салымского типа:

- значительная (не менее 15 м) толщина баженовской свиты (Ф.Г. Гулари);

- высокая концентрация органического вещества в породах (Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, В.И. Москвин, И.И. Нестеров, Г.Р. Новиков, Ф.К. Салманов, А.В. Тян);

- развитие микрослоистости, приводящей при катагенезе органического вещества к листоватости, автофлюидоразрыву слоев и формированию баженитов (Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров);

- наличие над и под баженовской свитой достаточно мощных пачек глинистых пород, изолирующих нефтепроизводящие породы и бажениты от песчаных резервуаров углеводородов (Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский, М.Д. Хуторский);

- катагенез органического вещества в породах баженовской свиты, отвечающий второй половине главной зоны нефтеобразования (конец МК11, МК2);

- высокие современные температуры пород в зонах развития нефтеносности и баженитов.

С изложенных позиций, основными документами для оценки промышленной нефтеносности баженовской свиты является карта содержаний Сорг, карта катагенеза ОВ баженовской свиты, карта мощностей свиты и мощностей, изолирующих свиту флюидоупоров (карты толщин подачимовских глин, абалакской и георгиевской свит), карта температур в баженовской свите.

3 Обзор проектов по разработке залежей углеводородов в Баженовской свите

В настоящее время основные объемы опытно-промышленной эксплуатации залежей баженовской свиты выполняют четыре компании: ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Роснефть», ОАО «РИТЭК» и ОАО «Газпром нефть».

Все компании в большой или меньшей степени учитывают опыт разработки «сланцевой» нефти в США. Они испытывают, главным образом карбонатные пласты в баженовской свите, бурят наклонно-направленные скважины или скважины с горизонтальным стволом на забое и дальнейшим проведением гидроразрыва пласта. ОАО «РИТЭК» при разработке залежей баженовской свиты использует также технологию термогазового воздействия на пласт.

3.1 Разработка залежей баженовской свиты компанией ОАО «Сургутнефтегаз»

В 2005 г добычу нефти из залежей в баженовской свите начало осуществлять ОАО «Сургутнефтегаз». Согласно материалам доклада Ю.Е. Батурина, на 01.01.2010 г из суммарного количества перебивавших в промышленной эксплуатации скважин, которое равно 157, добыто 4,3 млн. т, т.е. 27,4 тыс. т на одну скважину. По опубликованным данным на июль 2014 г компания ведет добычу на 10 месторождениях, а до 2018 года их число планируется увеличить до 13. С начала разработки объемы добычи ежегодно возрастают. Так, в 2011 г ОАО «Сургутнефтегаз» из баженовской свиты добыло 361 тыс. т нефти, а в 2013 г добыча уже составила 548 тыс. т. Отметим, что двумя годами ранее (в 2011 г) общий объем производства «баженовской» нефти в Западной Сибири составил 512 тыс. т.

С учетом многолетнего опыта, накопленного в ОАО «Сургутнефтегаз» по изучению строения, нефтеносности баженовской свиты, промысловых исследований скважин и лабораторных экспериментов с керном, директором

ТО «СургутНИПИнефть» Ю.Е. Батуриным предложено технико-технологическое обоснование разработки продуктивного пласта Ю0, которое подразделяется на три этапа:

- Этап 1 - добыча нефти на естественных режимах истощения (реализуется с начала 70х годов прошлого века;

- Этап 2 - образование искусственной трещиноватости и продление естественного режима истощения;

- Этап 3 - гидротермовоздействие с целью повышения нефтеотдачи пластов.

- Основные выводы по опыту разработки баженовской свиты компанией ОАО «Сургутнефтегаз»:

- Баженовская свита вскрыта более 1000 поисково-разведочными скважинами

- Свита опробована в 700 поисково-разведочных скважинах, в 420 получены притоки нефти

- Промышленные притоки нефти более 3м³/сут получены в 112 скважинах

- Нефтенасыщенная толщина пласта Ю0 составляет 16-40м

- Температура пласта Ю0 изменяется в пределах 90-120⁰С

- Наблюдается прямая тенденция продуктивности скважин с температурой пласта (рисунок 3.1)

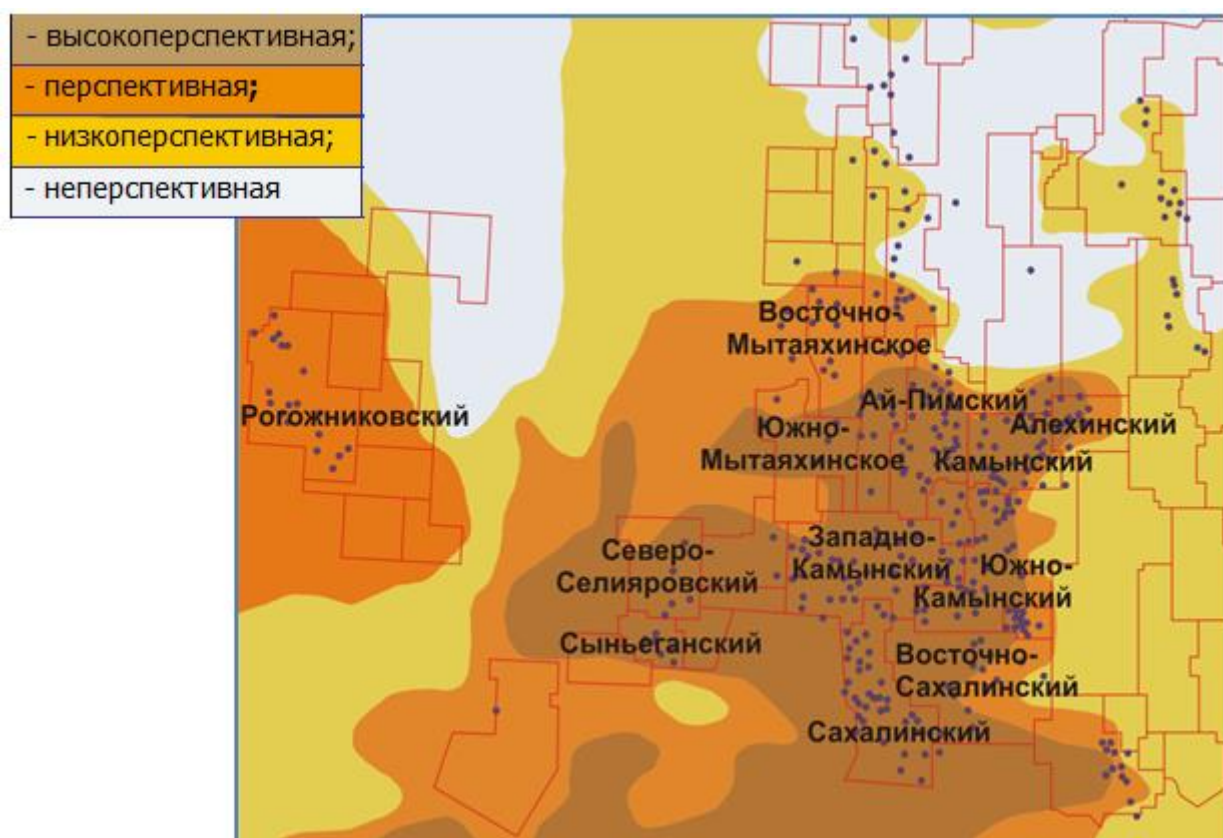


Рисунок 3.3 -Карта зон перспектив нефтеносности

3.2 Опыт компании ОАО «Роснефть» по эксплуатации залежей баженовской свиты

Впервые опытно-промышленная эксплуатация залежей баженовской свиты была начата ПГО «Юганскнефтегаз» в 1974 г на Салымском месторождении. К настоящему времени установлено, что пласт Ю0 крайне неоднороден по емкости и фильтрационным свойствам. Залежи нефти не содержат ни краевых, ни подошвенных вод и характеризуются начальными АВПД. К 2006 г залежь в пласте ЮС0 на этом месторождении разрабатывалась всего девятью скважинами (из 72 пробуренных), которые обеспечивали добычу на уровне 30 тыс. т в год. При этом 25 скважин были выведены из разработки с накопленной добычей менее 1 тыс. т, и только по 11 остановленным скважинам накопленная добыча нефти превысила 30 тыс. т. Всего накопленная добыча по данному объекту на начало 2006 г составила 2,1 млн. т. По опубликованным данным в этой же работе, во второй половине нулевых годов на

Салымском месторождении отмечен рост добычи нефти из пласта Ю0: в 2008 г добыча составила 35,4 тыс. т, в 2009 — 68,1 тыс. т, в 2010 — 101,3 тыс. т. На начало 2012 г. за 37 лет накопленная добыча нефти на Салымском месторождении составила 2.3 млн. т. На эксплуатируемых в настоящее время скважинах средний дебит нефти составляет около 8 т/сут. По состоянию на 01.01. 2012 г. опытно-промышленная эксплуатация залежей нефти в баженовской свите помимо Салымского ведется также на Правдинском, Ем-Еговском, Маслиховском, Галяновском и Средне-Назымском месторождениях.

В 2011 году ООО «РН-Юганскнефтегаз» впервые применило в северной части Приобского месторождения технологию извлечения нефти, которая широко используется при добыче сланцевого газа в США: горизонтальное бурение с многоступенчатым гидроразрывом пласта (ГРП). В горизонтальной части ствола длиной 1 км было выполнено семь операций ГРП. Полученные стартовые дебиты превысили 246 т/сутки, после чего в НК «Роснефть» этот метод был признан наиболее перспективным.

Технология МГРП сегодня эффективна в сланцах при добыче газа и конденсата, а для увеличения нефтеотдачи применяется в однородных плотных породах. Адаптация данной технологии для залежей баженовской свиты, даже в части ее аномальных разрезов, достаточно затруднительна из-за неоднородности залежей. Тем не менее, Ноябрьскнефтегаз совместно с Dowell

Schlumberger проводили эксперименты по проведению МГРП на Салымском месторождении. В результате дебит скважины, где приток нефти был «непереливающим» (уровень жидкости в скважине не поднимался до ее устья), вырос до 33 м³/сут, но была выявлена характерная для баженовской свиты закономерность резкого падения дебита после операции ГРП, когда он снизился вдвое до 18 м³/сут. всего за 17 суток эксплуатации.

Применение ГРП для бажена также сильно осложнено большими глубинами залегания, высокой температурой и зонами аномального давления. В частности, АВПД не позволяет трещинам полностью раскрыться. В некоторых

случаях после проведения ГРП наблюдалось быстрое снижение пластового давления в зоне отбора нефти. Проведение ГРП требует обеспечения высокого давления, а также надежного закрепления искусственно созданных трещин, что сложно обеспечить в глинистых породах.

Важной особенностью также является частая гидрофобность коллектора баженовской свиты. Среди новых проектов стоит выделить подписанное в конце 2012 года соглашение ОАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil по разработке сложных коллекторов на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз». В пилотной стадии проекта планируется пробурить 30 скважин, общей стоимостью 300 млн долл. Партнеры выбрали бурение горизонтальных скважин с МГРП как основную опробуемую технологию (рисунок 3.4).

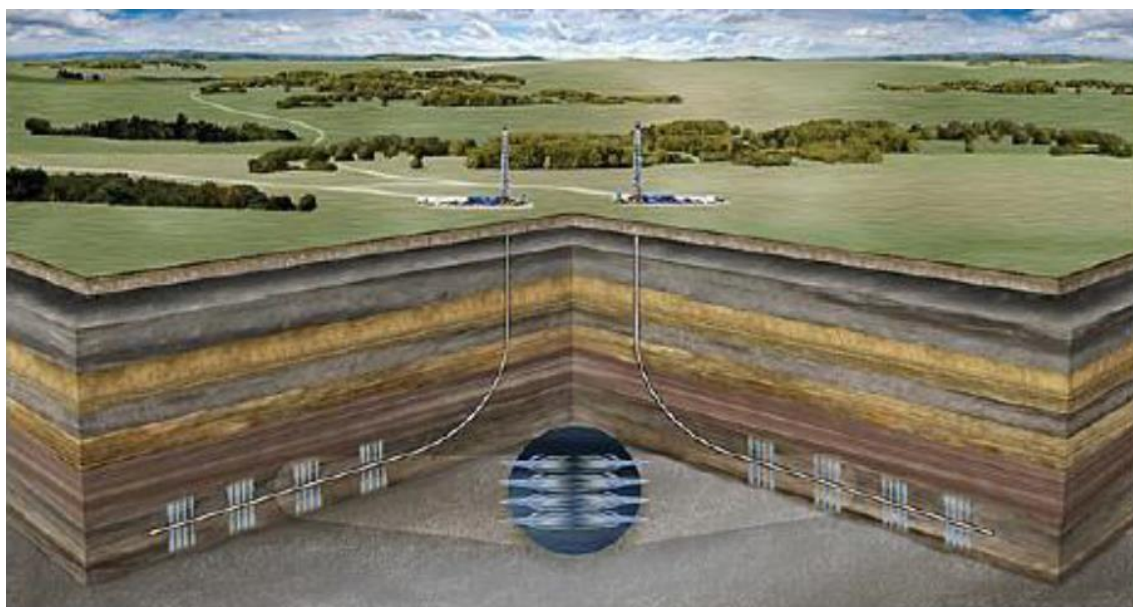


Рисунок 3.4 - Проведение многостадийного ГРП

3.4 Многостадийный ГРП как метод разработки баженовской свиты (ОАО «Газпром нефть»)

Аналогичный вышеописанному проект собираются проводить Shell и ОАО «Газпром нефть» в рамках SalymPetroleumDevelopment. Одной из

технологических задач разработки баженовской свиты является создание вторичной проницаемости нефтенасыщенной матрицы за счет системы направленных трещин при помощи ГРП. Однако, сколько времени уйдет на отработку такой технологии и какова будет ее экономическая эффективность, спрогнозировать трудно.

ОАО «Газпром нефть», начиная с 2012 г, активно выполняет исследования по изучению ресурсного потенциала баженовской свиты. Компанией реализуется три проекта на лицензионных участках в ХМАО: Пальяновская площадь Красноленинского месторождения, Верхнесалымское месторождение и южная часть Приобского месторождения.

Первым положительным результатом в рамках этих проектов стало бурение весной 2013 года эксплуатационно-оценочной скважины на Пальяновской площади Красноленинского месторождения. В результате испытания интервала баженовской свиты был получен приток $80 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В 2014 г ОАО «Газпром нефть» поставило стратегическую задачу по освоению нетрадиционных запасов нефти из баженовской свиты, которая заключается в достижении уровня добычи порядка 2,5 млн. т углеводородов в год к 2025 г, а всего накопленная добыча к этому времени должна составить более 15 млн. т. В начале этого же года компания «СалымПетролиумДевелопмент», которая является совместным предприятием «ШеллСалымДевелопмент Б.В.» и «Газпром нефть» приступила к бурению первой горизонтальной оценочной скважины в рамках пилотного проекта разработки баженовской свиты на Верхнесалымском месторождении. Всего в рамках проекта СПД планирует в 2014-2015 гг. построить 5 таких скважин с применением технологии многоступенчатого гидроразрыва пласта.

В январе 2015 г. «Газпромнефть-Хантос» в результате испытания двух поисково-оценочных наклонно-направленных скважин с применением ГРП получила первый приток нефти из баженовской свиты на лицензионном участке в южной части Приобского месторождения.

3.4 Технология термогазового воздействия при разработке баженовской свиты (ОАО «РИТЭК»)

Компания ОАО «РИТЭК» при опытно-промышленной разработке залежей баженовской свиты применяет технологию термогазового воздействия (ТГВ).

Согласно приведенным в предыдущих главах особенностям для эффективной разработки месторождений баженовской свиты необходимо обеспечить решение следующих основных задач:

- максимально возможное извлечение легкой нефти из недренируемой матрицы, а также углеводородов из керогена, содержащегося как в недренируемых, так и в дренируемых породах;
- эффективное вытеснение легкой нефти из дренируемых зон;
- максимально возможное развитие зоны дренирования не только в матрице, но и в макротрещиноватых породах.

Накопленный к настоящему времени промысловый опыт свидетельствует, что поставленные задачи не могут быть решены с применением традиционных способов разработки - естественного режима и заводнения.

Принципиально новый подход к разработке месторождений баженовской свиты предусматривается в новом термогазовом методе увеличения нефтеотдачи (патент РФ №2418944), работа по обоснованию которого много лет велась ОАО «РИТЭК» совместно с партнерами. Этот способ разработки представляет собой развитие применительно к особым условиям баженовской свиты имеющего отечественный приоритет термогазового метода увеличения нефтеотдачи (рисунок 3.5).

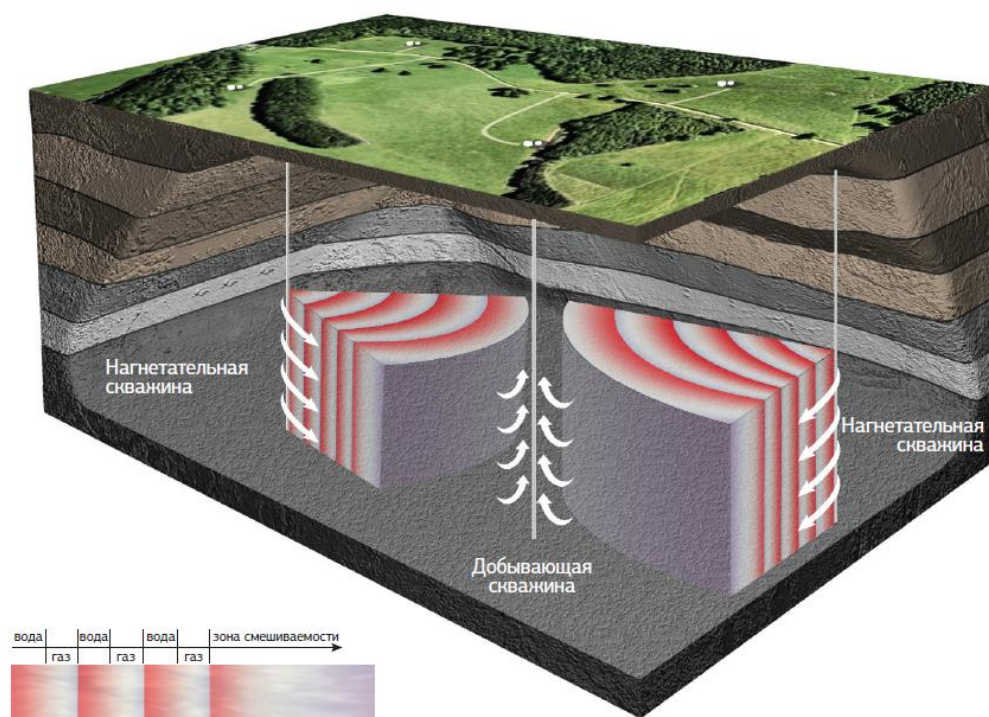


Рисунок 3.5 - Схема термогазового воздействия

Его реализация предусматривает поддержание пластового давления путем закачки кислородсодержащей смеси, в частности водовоздушной. При этом используется природный фактор - повышенная пластовая температура обеспечивающая самопроизвольные окислительные процессы. На основе данных процессов происходит интеграция теплового и газового воздействия, управление которым предусматривается новым термогазовым способом разработки месторождений баженовской свиты для решения следующих основных задач.

- Кардинальное повышение КИН из дренируемых зон за счет внутрипластовой трансформации закачиваемого воздуха в эффективный смешивающийся вытесняющий агент и его сочетания с паротепловым и гидродинамическим воздействием.

- Ввод в эффективную разработку недренируемых зон за счет теплового воздействия из дренируемых зон и его сочетание с гидродинамическим воздействием.

- Извлечение дополнительной нефти и углеводородного газа за счет пиролиза и крекинга керогена в дренируемых и недренируемых зонах.

Все литотипы пород баженовской свиты содержат кероген. Объемное его содержание изменяется в широких пределах - от 4 % в карбонатных породах до 20-30 % в глинисто-кремнисто-керогеновых породах.

В результате пиролиза и крекинга керогена объемная доля извлекаемых из него легкой нефти и углеводородного газа может достигать 50-60 % примерно в равных долях. Следовательно, потенциал извлечения нефти из керогена при его пиролизе и крекинге сопоставим с содержанием нефти в пустотном пространстве. Кинетика окисления керогена выше, чем тяжелых фракций легкой нефти. Это имеет важное значение не только для реализации активных внутрипластовых окислительных процессов, но и для обеспечения безопасности термогазового воздействия на породы баженовской свиты.

Приведенные факторы свидетельствуют о необходимости интеграции различных видов воздействия при формировании эффективного способа разработки месторождений баженовской свиты. Прежде всего, очевидна необходимость теплового воздействия, поскольку только оно может обеспечить вовлечение в разработку недренируемых пород матрицы. Потенциал извлечения нефти из их пустотного пространства и керогена намного превышает объем нефти в дренируемых зонах. Также очевидна необходимость газового воздействия для кардинального повышения эффективности извлечения нефти из дренируемых зон, представленных карбонатными гидрофобными коллекторами. Предпочтительность газового воздействия на месторождениях с таким типом коллекторов определяется мировым опытом.

Таким образом, для эффективной разработки месторождений баженовской свиты необходима прежде всего интеграция теплового и газового воздействия. Именно поэтому многолетняя работа по созданию эффективного способа разработки месторождений баженовской свиты предусматривает развитие имеющего отечественный приоритет термогазового метода

увеличения нефтеотдачи. Его применение предполагалось прежде всего для повышения эффективности разработки месторождений легкой нефти. Метод основан на закачке в пласт кислородсодержащей смеси и ее трансформации в высокоэффективный смешивающийся с пластовой нефтью вытесняющий агент за счет самопроизвольных внутрипластовых окислительных процессов. Для реализации метода впервые в мировой практике используется важная энергетическая особенность значительной части отечественных и зарубежных месторождений, которые характеризуются повышенными пластовыми температурами, обеспечивающими реализацию активных самопроизвольных окислительных процессов. Управление потенциалом составных компонентов такого интегрированного воздействия позволяет эффективно применять его для разработки не только месторождений легкой нефти с традиционными коллекторами, но и месторождений с нефтекерогенсодержащими породами, в частности с породами баженовской свиты.

Характерная особенность пород баженовской свиты заключается в чередовании дренируемых и недренируемых отложений. Число дренируемых прослоев составляет 3-5 с суммарной толщиной 25-30 % общей толщины. Чередование дренируемых и недренируемых зон является весьма благоприятным для организации теплового воздействия на недренируемые зоны из дренируемых. Другой отличительной особенностью реализации термогазового воздействия является то, что в дренируемых зонах в качестве топлива для внутрипластового горения будет использоваться в основном кероген, а не тяжелые фракции пластовой нефти. Это объясняется тем, что содержание керогена в карбонатном литотипе пород баженовской свиты на Средне-Назымском месторождении составляет примерно 4 % объема, что сопоставимо с содержанием легкой нефти в пустотном пространстве – 3- 4 %. Следовательно, объем формируемого кокса из пластовой нефти будет на порядок меньше сгорающего объема керогена, который составляет примерно 30-40 % его общего объема.

Важно подчеркнуть, что пиролиз и крекинг керогена сопровождаются образованием значительного объема жидких и газообразных углеводородов.

В связи с этим был проведен специальный комплекс экспериментальных исследований термодеструкции пород Средне-Назымского месторождения. Основные полученные результаты следующие.

- Термодеструкция керогена сопровождается выделением жидких углеводородов (синтетической нефти) и газовой смеси, состоящей преимущественно из CO_2 , H_2 , CH_4 , C_2 - C_4 и сероводорода.

- Выход синтетической нефти в ощутимых количествах (более 0,5 %) начинается при температуре более 300 °С и постепенно увеличивается к температуре 400 °С до 2 % объема керогена. Такой объем термодеструкции керогена вполне сопоставим с содержанием пластовой нефти в пустотном пространстве дренируемых зон, которое не превышает 4 %.

- Наибольшее количество синтетической нефти образуется в диапазоне температур 350-400°С, выше указанных значений начинают доминировать процессы газообразования.

- Присутствие в зоне деструкции керогена водяных паров инициирует данный процесс, увеличивая выход синтетической нефти в 2-3 раза. Это подтверждает целесообразность закачки в пласт не только воздуха, но и воды.

Таким образом, основные результаты термодеструкции керогена в дренируемых породах баженовской свиты свидетельствуют о том, что при термогазовом воздействии потенциал добычи нефти и углеводородного газа из этих зон может быть существенно увеличен - в 1,5-2 раза. Кроме того, добываемая нефть может характеризоваться увеличением содержания легких фракций за счет смешивания пластовой нефти с синтетической, в которой вследствие пиролиза и крекинга доля тяжелых фракций может уменьшаться.

Эти особенности термогазового воздействия на баженовскую свиту были учтены при формировании программы контроля опытных работ на участке скв. 219 Средне-Назымского месторождения.

Промысловые испытания и освоение техники и технологии закачки воздуха и воды, а также системы контроля процесса закачки воздуха были начаты в октябре 2009 года на опытном участке скв.219 Средне-Назымского месторождения.

Расположение скважин, наличие горизонтального ствола с гидроразрывом пласта (ГРП) в скв.401, отсутствие нормальной гидродинамической связи скв.3002 с другими скважинами не позволяли организовать регулярную систему воздействия. В связи с указанным основная задача на опытном участке 1 сводилась к изучению принципиальной возможности реализации нового термогазового способа разработки баженовской свиты, а также приведенных выше основных его особенностей.

Промысловые испытания и освоение техники и технологии закачки воздуха и воды, а также системы контроля процесса закачки воздуха на опытном участке скв. 219 Средне-Назымского месторождения были начаты в октябре 2009 г. До их начала добыча нефти на данном участке велась из пяти скважин на естественном режиме. Накопленная добыча к началу опытных работ составила 82 тыс. т. или 3,3 % начальных геологических запасов в дренируемых пластах. При этом пластовое давление в районе скважин участка снизилось примерно до 14-16 МПа, т.е. более чем в 2 раза. Следовательно, потенциал добычи нефти на естественном режиме до давления насыщения (11,7 МПа) был практически исчерпан. Согласно проведенному оптимистичному прогнозу продолжение снижения пластового давления до давления насыщения могло привести к увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН) до 0,037.

Закачка воздуха в нагнетательную скважину проводилась периодически. По состоянию на 01.09.13 г. накопленная закачка воздуха составила около 7 млн. м³. В периоды прекращения закачки воздуха нагнеталась вода, хотя и в небольших объемах. Накопленная закачка воды составила 5160 м³. Ниже приведены основные результаты четырехлетнего периода первого этапа опытных работ, имеющие важное значение для оценки перспектив реализации

нового термогазового способа разработки отложений баженовской свиты на Средне-Назымском месторождении и аналогичных ему.

Значительное увеличение в добываемых газах доли азота (до 60 %) и углекислого газа (до 7 %) по добывающим скважинам, а также отсутствие кислорода даже в первые месяцы опытных работ, что свидетельствует о высокой активности внутрипластовых окислительных процессов. За весь период в добываемых газах кислород не был обнаружен.

Существенное увеличение (в 1,5-2,0 раза) объема добываемых углеводородных газов. Это подтверждает, что именно кероген является основным топливом для внутрипластовых окислительных процессов. Значительное снижение доли тяжелых фракций наряду с существенным увеличением доли легких и средних фракций.

Восстановление пластового давления в короткое время до 20- 25 МПа. Это важно, так как при реализации естественного режима пластовое давление крайне быстро уменьшалось, и соответственно наблюдалось значительное снижение дебитов всех добывающих скважин.

Следует отметить стабилизацию и даже небольшой рост пластового давления в районе добывающей скв.3002, которая расположена в зоне с ухудшенными фильтрационными характеристиками и согласно результатов гидропрослушивания до начала закачки воздуха (08-09.2009) , гидродинамической связи с остальной частью опытного участка практически не имела. В связи с этим стабилизация пластового давления скв.3002, скорее всего, связана с улучшением гидродинамической связи (сообщаемости) между зонами скважин после кратковременного периода закачки воды (гидродинамическое воздействие) и затем закачки воздуха в скв.219.

Существует высокий потенциал эффективности термогазового воздействия, хотя, как отмечалось ранее, система разработки на этом участке отсутствует. Основная добыча углеводородов ведется практически из двух скважин (скв.3000 и 3001). Тем не менее, к настоящему времени накопленная

добыча за период опытных работ составила 30 тыс. т, или около 40 % накопленной добычи нефти до начала закачки воздуха.

Относить полностью всю добычу нефти после начала ОПР, как полученную за счет метода не представляется возможным, т.к. по предварительной оценке потенциал добычи нефти на естественном режиме (без проведения метода до снижения пластового давления до давления насыщения 116 атм.) существует, хотя и очень мал (практически исчерпан). Согласно предварительному прогнозу продолжение добычи нефти, до снижения пластового давления до давления насыщения, могло привести к дополнительной добыче около 10 тыс.т (увеличение нефтеотдачи на 0,4 п.п. – с 3.3 до 3.7%).

В результате протекания активных внутрипластовых окислительных процессов наблюдается значительный рост газового фактора, увеличение в добываемых газах доли азота и углекислого газа, что, в свою очередь, является дополнительным фактором опасности производства в целом и фактором экологических ограничений применения данного метода.

4. Безопасность и экологичность

Обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды на предприятиях нефтегазовой промышленности является одной из первоочередных задач, поскольку осуществляемые технологические процессы связаны с взрывопожароопасными, токсичными веществами, которые при несоблюдении правил безопасного ведения работ могут нанести вред здоровью человека, а также нанести вред экологической системе.

Все работы зачастую производятся в сложных природно-климатических условиях и связаны с использованием оборудования, находящегося под высоким давлением, что требует особых мер предосторожности при работе с ним.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

В дипломной работе рассматривается технология разработки нефтематеринских пород, что подразумевает работу персонала со скважинным оборудованием, технологическим инструментом, приспособлениями и специальной техникой.

Технологический процесс подразумевает периодические проверки на наличие и исправность оборудования, инструмента, приспособлений, контрольно-измерительных приборов. Также подразумевается проверка исправности специальной техники.

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ [26,27].

По основному виду экономической деятельности предприятие относится к XXX классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате

труда[39].

Рассматриваемая в данной работе технология не приводит к существенным изменениям безопасности имеющихся технологических процессов [28,29].

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Месторождения Баженовской свиты расположены в суровых климатических условиях. Климат района месторождений является резко континентальным. Район работ характеризуется продолжительной холодной зимой, длящейся 8-9 месяцев. Среднегодовая температура воздуха составляет -10 °С. Наиболее холодными месяцами являются декабрь, январь, февраль, средняя температура в эти месяцы минус 26 °С, в отдельные дни возможно снижение температуры воздуха до минус 57 °С. Снежный покров составляет от 1 до 3 метров. Средняя скорость ветра – 5-7 м/с, максимальная – 25 м/с. Климатический регион Ib (IV) (-41°С; 1,3 м/с).

Работы персонала, участвующего в закачке полимер-дисперсных систем происходят на открытом воздухе (на кустах нагнетательных скважин), соответственно должны быть приняты меры по обеспечению рабочих специальной одеждой и установлены временные регламенты нахождения на открытом воздухе, позволяющие предотвратить возникновение обморожений и переохлаждений.

Работы на открытом воздухе регламентируют необходимость обеспечения работников средствами индивидуальной защиты и установления режима продолжительности работы и отдыха, которые отражены в таблице 4.1 [44].

Таблица 4.1 - Продолжительность работы и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется <*>											
-15	не регламентируется <*>											
-20	не регламентируется <*>								186	1	120	1
-25	не регламентируется <*>								115	1	85	2
-30	не регламентируется <*>				148	1	111	1	84	2	65	3
-35	164	1	142	1	108	1	83	2	66	3	53	4
-40	116	1	104	2	82	2	66	3	55	3	45	4
-45	90	2	82	2	67	3	56	3	46	4	38	4
-50	73	2	67	3	59	3	48	4	40	4	34	5
-55	62	3	57	3	49	4	42	4	36	5	29	6
-60	52	3	50	4	43	4	37	4	32	5	27	6
Отдых проводится в обогреваемом теплом помещении. а – продолжительность пребывания на открытом воздухе, б – количество 10ти минутных перерывов за 4 часа рабочей смены.												

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Работы, выполняемые операторами капитального ремонта скважин (в том числе при ремонтно-изоляционных работах) представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Работы, выполняемые операторами КРС

№ по порядку	Наименование проводимых работ
1	Ведение технологического процесса
2	Смена лифтов
3	Депарафинизация труб штанг оборудования
4	Изменение погружения глубинных насосов
5	Ликвидация обрывов штанг и отворотов штанг
6	Промывка нижнего клапана НГН и расхаживание плунжера
7	Опрессовка и срыв пакера
8	Профилактический уход за оборудованием и инструментом
9	Выполнение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с капитальным ремонтом скважин
10	Монтаж и демонтаж передвижных агрегатов
11	Установка и снятие механизмов по развинчиванию и свинчиванию труб и штанг

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе 1б – процесс, вызывающий загрязнение тела и рук [45].

В зависимости от группы технологического процесса по санитарной характеристике для персонала предусматриваем санитарно-бытовые помещения.

Земли для нефтяных и газовых скважин должны отводиться отдельными участками в соответствии с планом освоения нефтяного или газового месторождения. Размеры земельных участков для нефтяных и газовых скважин, отводимых во временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин равны 0,36 га. Ширина полос земель для подземных трубопроводов и дорог 6 м. Площадка расчищается от леса, кустарника, травы и выравнивается в радиусе не менее 25 м [46].

На рабочей площадке предусмотрены проходы для удобства обслуживания и ремонта оборудования. Ширина такого прохода между агрегатами составляет 0,85 м [47].

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений устанавливают оптимальные и допустимые нормы микроклимата в зависимости от периода года и категории работ по уровню энергозатрат [48]. Персонал работает в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до -57°C) и высокой влажностью (летом до 95%) большую роль играют метеорологические факторы.

При низкой (сверхдопустимой нормы) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организмом, что сковывает движения.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего. При работе в летнее время при высокой температуре (до +50 °С) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Кусты скважин, как правило, засыпаются песком, поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Шумы разрушительно действуют на организм человека в целом и относятся к опасным факторам в условиях труда. Они способны вызвать полную или частичную потерю слуха, глубокое расстройство нервной системы, стимулируют сердечнососудистые, желудочно-кишечные и другие заболевания.

Рабочие находящиеся в зоне, где шум больше 80 дБ снабжаются шумоизоляционными наушниками. При эксплуатации нефтяных и газовых скважин повышенный уровень шума отсутствует, соответственно и отсутствует необходимость в средствах специальной защиты.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Основным компонентом закачиваемой системы является ПАА, который является невзрывоопасным, негорючим, не вступающим в бурные химические реакции, опасные для человека, веществом и относится к 4 классу опасности[49].

Вещество обладает устойчивой физической структурой, не выдвигает каких-либо особых требований по складированию, технологиям применения и мерам предосторожности. Нет необходимости применения специальных средств защиты при работе с данным реагентом. Именно высокая эффективность ПДС и экологическая безопасность обусловили широкое применение данной технологии в промышленных масштабах[30].

Электроустановки монтируются и эксплуатируются согласно Правилам устройства электроустановок [40,41,42].

Основные средства для защиты от электрического тока:

- защитное отключение, позволяющее в случае замыкания или неисправности какого-либо оборудования предотвратить несчастный случай;
- применение электрических схем, которые исключают самопроизвольное включение или отключение изделия;
- зануление, согласно ПУЭ, корпусов электроприводов, трансформаторов, сварочных аппаратов, светильников;
- для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током изолируют части изделий, доступные для прикосновения;
- на металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения с защитным заземлением;
- для защиты емкостей, насосов и узла налива в автоцистерны выполнены три молниеприемника высотой 25 метров.

Присоединение заземляющих магистралей электроустановок к естественным или искусственным заземлителям выполняются сваркой не менее чем двумя проводниками, присоединенными в разных концах к заземлителю. Одиночные емкости, аппараты и агрегаты присоединяются к общей цепи с помощью отдельного ответвления.

В качестве электродов заземления применяют стальные трубы с толщиной стенки не менее 3,5 мм и длиной 2,5-3 м. Стержневые электроды из круглой стали диаметром 10-14 мм, длиной 4,5-5 м. Расстояние между электродами, забиваемыми в землю, должно быть: при длине электродов до 3 м – 3 м; при длине электродов до 4,5 м – 5 м. Верхний конец вертикального заземлителя должен быть заглублен на 0,5-0,7 м, относительно поверхности земли.

Заземляющие устройства, предназначенные для защиты персонала от поражения током промышленной частоты или для молниезащиты, используются и для отвода статического электричества [43].

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы [34].

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia, В-Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси [32].

Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 4.3[32].

Таблица 4.3 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво-пожароопасности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниезащиты по РД 08-200-98
Устье скважины	В-Iг	ПА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Iг	ПА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Iг	ПА-ТЗ	2
В-Iг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; П-III – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ПА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.			

Отечественное электрооборудование должно иметь взрывозащитную маркировку, импортное – сертификат изготовителя о допустимости их эксплуатации во взрывоопасной зоне и среде. Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается. Проведение огнеопасных работ во взрывоопасных зонах производится только при наличии нарядов-допусков на проведение этих работ, утверждаемых главным инженером предприятия.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами, работоспособность, которых поддерживается на протяжении всего периода эксплуатации скважины. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента[31,32,33].

В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию кустовой площадки очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов. Так же необходимо иметь по периметру площадки минерализованную полосу шириной не менее 1,4 м [36,37,38].

Каждая кустовая площадка должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, представленными в таблице 4.4 [36].

Таблица 4.4 – Первичные средства пожаротушения

Место установки	Средство пожаротушения, шт								
	Огнетушитель ОУ-5П	Огнетушитель ОХП-10	Ящик с песком, 0,5 м ³	Лом пожарный	Лопата	Топор пожарный	Багор пожарный	Ведро пожарное	Щит пожарный
Рабочая площадка, устье скважины	2	-	1	1	2	1	1	2	1

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель с нанесенными буквенным индексом ПГ, цифровыми значениями расстояния в метрах от указателя до гидранта и внутренним диаметром трубопровода в миллиметрах. Пожарные гидранты, не реже чем через 6 месяцев, подвергаются техническому обслуживанию и проверяются на работоспособность посредством спуска воды с регистрацией результатов проверки в специальном журнале;

Хранение материалов и химреагентов осуществляется согласно нормативным требованиям[33].

Для обеспечения пожаробезопасности на скважине запрещается: загромождать проходы к установкам и средствам пожаротушения, загромождать проходы между установками и оборудованием, оставлять разлитые нефтепродукты, химреагенты, оставлять промасленную спецодежду и обтирочный материал у рабочих мест, использовать бензин или другие легковоспламеняющиеся жидкости для протирки оборудования, электромеханизмов и в бытовых целях [35].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В целях обеспечения безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях, а также их предотвращения, принимаемые меры должны быть направлены на спасение жизни и сохранение здоровья людей, находящихся на месторождении.

В случае обнаружения ситуации, которая может стать причиной аварии или негативно отразится на здоровье сотрудников, оператору необходимо, прекратить выполнение работ; начать эвакуацию других сотрудников из опасного местоположения и ограничить проход людей в опасную зону; а также доложить руководству о сложившейся ситуации; начать ликвидацию аварии или другой неисправности.

Если же в сложившейся ситуации есть пострадавшие, необходимо их освободить от травмирующего фактора и оказать первую помощь, в случае необходимости принять меры по отправке пострадавшего к врачу, а также сообщить руководству о произошедшем. Кроме того, необходимо принять ряд мер по сохранению обстановки на момент аварии, в ином случае зафиксировать схематично или сделать фотографии и т.д.

В том случае, если пострадавшим оказался сам оператор, то ему необходимо обратиться за медицинской помощью и сообщить о случившемся руководству или обратиться с соответствующими просьбами к тем, кто в момент аварии находится рядом с оператором.

При обнаружении пожара или его признаков, а также при аварийных ситуациях, которые могут привести к подобным последствиям, необходимо уведомить пожарную часть и вызвать к месту происшествия руководителя и членов пожарной дружины. Кроме того, оповестить окружающих о пожаре или его возможном возникновении.

Оператору необходимо принять ряд мер, направленных на ограничение распространения пожара. В частности, оператору нужно проверить включение в работу автоматической системы пожаротушения, в ином случае включить ручную. Оператор должен действовать согласно плану ликвидации аварий по аварийной остановке технологического оборудования, отключению вентиляции и электрооборудования, трубопроводов. Если же угроза жизни и здоровью отсутствует и если очаг пожара имеет небольшие размеры, необходимо применить первичные средства пожаротушения.

При обнаружении оголенной электропроводки, соответствующие части оградить, а также предупредить о случившемся других сотрудников, находящихся на месте аварии, помимо этого, нужно доложить о случившемся руководству и следить, чтобы никто из присутствующих сотрудников не касался опасных частей, пока не приехал электротехнический персонал.

4.7 Экологичность проекта

Природоохранные мероприятия при разработке Баженовской свиты направлены на решение следующих основных задач:

- предупреждение загрязнения недр, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных (бальнеологических) вод нефтью, промстоками и вредными отходами, разлившимися на поверхности в аварийных ситуациях;
- недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин;

- полное и комплексное извлечение из месторождения всех его полезных компонентов;
- недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;
- разработка и соблюдение технологий, обеспечивающих сохранение криолитозоны в естественном состоянии;
- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.
- для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:
 - применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
 - минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
 - оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
 - на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
 - организация санитарно-защитной зоны от объектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сланцевая революция в США спровоцировала интерес к нетрадиционным углеводородам во всем мире, в том числе в России. При этом до сих пор не существует единой классификации нетрадиционных УВ, а путаница в терминах зачастую создает иллюзии относительно ресурсного потенциала и перспектив добычи. Несмотря на то, что есть понимание значительности ресурсов углеводородного сырья баженовской свиты, их оценки имеют значительный разброс из-за отсутствия эффективных технологий разведки и добычи.

Потенциал баженовской свиты весьма высок, но технологий, обеспечивающих промышленную разработку на текущий момент, не существует. Поэтому накопленный объем добычи нефти баженовско-абалакского НГК с момента его обнаружения на текущий момент (около 55 лет) едва превышает 11 млн т.

На текущий момент российские компании осуществляют разработку баженовской свиты в режиме естественного истощения, поскольку создание системы поддержания пластового давления (ППД) не представляется возможным из-за крайне низкой связности пород. Опыт ОАО «Сургутнефтегаз» показывает, что освоенная в регионе технология строительства скважин, предусматривающая первичное вскрытие пласта на репрессии, приводит к резкому снижению продуктивности скважин из-за аномально высокого пластового давления.

Следует отметить, что российские и иностранные нефтяные компании в последнее время активизировали опытные работы по разработке промышленных технологий добычи углеводородных ресурсов баженовской свиты. Реализуемые пилотные проекты можно разделить на два основных направления:

- Испытания термогазовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) (ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «РИТЭК»)

- Адаптация американского опыта применения МГРП в горизонтальных скважинах для залежей сланцевого газа и нефти плотных пород к российской практике (ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть» совместно с ExxonMobil, ОАО «Газпром нефть» и Shell в рамках СП SalymPetroleumDevelopment).

В настоящее время ежегодно добывается около 800 тыс. т нефти из отложений баженовской свиты (из них около 500 тыс. т добывает ОАО «Сургутнефтегаз», около 100 тыс. т – ОАО «РИТЭК», около 100 тыс. т – ОАО НК «Роснефть» и около 50 тыс. т – ОАО НК «Русснефть»)

Для повышения добычи из баженовской свиты требуется разработка новых экономически рентабельных способов добычи.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- БС – баженовская свита (баженовские отложения нижнетутлемейской свиты)
- ГДИ– гидродинамические исследования скважин
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГКО – глино-кислотная обработка
- ГРП – гидроразрыв пласта
- ГТМ – геолого-технические мероприятия
- Кп – коэффициент пористости
- Кпр – коэффициент проницаемости
- ЛТ – литотип, литологический тип
- ОВ – органическое вещество
- ОФП – относительные фазовые проницаемости
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования
- РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин
- Скв. – скважина
- СКО-солянокислотная обработка
- ТГД – термогидродинамическая модель
- ТГВ – термогазовое воздействие
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- РС (англ.) – PyrolysisKerogen (Пиролизуемый Кероген)
- РС (англ.) – RefractoryKerogen (Остаточный Кероген)
- ТОС (англ.) – TotalOrganicCarbon (общее содержание органического углерода)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Балущкина Н. С., Калмыков Г. А., Кирюхина Т. А. и др. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 48–61.
2. Басов В.А. Палеоэкологические и палеобиогеографические построения: Практическое руководство по микрофауне СССР. Т. 5. Фораминиферы мезозоя. Л.: Недра, 1991. С. 210–222.
3. Басов В.А., Каплан М.Е., Юдовный Е.Г. и др. Комплексы фораминифер в различных фациальных обстановках юры и неокома в Енисей-Хатангском морском бассейне // Геология и геофизика. 1975. № 3. С. 3–8.
4. Батурин Ю.Е. Материалы сайта: <http://www.ncintech.ru/files/28-09-2010/7-prsnt-baturin.pdf>
5. Белецкая С.Н. Первичная миграция нефти. М.: Недра, 1990. 288 с.
6. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллектора нефти баженовской свиты Салымского месторождения. // Нефтяное хозяйство. 1983. № 10. С. 27–31.
7. Белозеров В.Б. Кинематическая модель формирования юрско-меловых отложений Западно-Сибирской плиты // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГиМС, 1989. С. 99–106.
8. Белоусов С.Л., Мясникова Г.П., Вахрушева В.Н., Мухер А.Г., Горбачева Г.И., Предеин С.А. Условия формирования и особенности строения баженовского горизонта все северной части Фроловской мегавпадины // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Шестая науч.-практ. конф. Ханты-Мансийск: Издат НаукаСервис, 2003. С. 217–237.
9. Конторович А.Э., Трушков П.А., Фомичев А.С. Условия формирования залежей нефти и газа. Условия накопления и преобразования

- органического вещества в осадочных толщах // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1985. С. 201–226.
10. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегаполиса // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 11. С. 1191–1200.
11. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 4. С. 461–474.
12. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СОРАН, филиал “ГЕО”, 2002. 253 с.
13. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. Критерии классификации платформенных структур // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2004. № 1. С. 47–58.
14. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11, 12. С. 1832–1845.
15. Конышева Р.А., Сахибгареев Р.С. О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Докл. АН СССР. 1976. Т. 228, № 5. С. 1197–1199. 165
16. Корж М.В., Филина С.И. Особенности литогенеза аргиллитов баженовской свиты и возможный механизм образования в них залежей нефти // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири / Под ред. Н.А. Крылова. М.: ИГиРГИ, 1980. С. 6–17.

17. Корост Д.В., Надежкин Д.В., Ахманов Г.Г. Изучение пустотного пространства нефтематеринской породы при генерации углеводородов // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 2012. № 4. С. 32–37.
18. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И. и др. Об источнике нефтей, обнаруженных в коре выветривания и кровле палеозойского фундамента на площадях Среднего Приобья // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1997. № 7. С. 5–22.
19. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Эрбен Ж.-П. Баженовская нефтяная генерационно-аккумуляционная система на западне Хантейской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1998. № 5. С. 2–27.
20. Медведский Р.И., Светлов К.В. Строение залежей нефти баженовской свиты по данным промыслово-геологических исследований скважин // Строение и нефтеносность баженинов Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. С. 107–110.
21. Меледина С.В., Алифиров А.С., Алейников А.Н. Зональная стратиграфия и биогеография оксфорда Западной Сибири по аммонитам // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 10. С. 1521–1536.
22. Нежданов А.А. Зоны аномальных разрезов баженовского горизонта Западной Сибири // Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири. Сборник научных трудов. Тюмень, издание ЗапСибНИГНИ, 1985, с. 27—35.
23. Баженовская свита [Электронный ресурс] // Нефтегазовая промышленность, 2014, <http://russiaptec.ru/stati/razvedka-i-razrabotka/bazhenovskaja-svita.html>
24. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме // Журнал Russian Oil & Gas Technologies от 27 августа 2013 года.

- 25.Баженовский горизонт Западной Сибири (Стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Бадучан Ю.В., Гулари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Новосибирск, Наука, 1986. 217 с.
- 26.ФНПП НП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» / Москва, ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- 27.ГОСТ 12.1005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» / Москва, ИПК Издательство стандартов, 1989.
- 28.ТУ 39-43122541-ОП-14-98 «Диспергент-ингибитор парафиноотложений ХПП-004» / Оленев Л.М., Миронов Т.П. Применение растворителей для предупреждения образований АСПО. М.: ВНИИОУЭНГ, 1994.
- 29.ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» / Москва, Издательство стандартов, 1977.
- 30.ГОСТ 18995.1-73 «Продукты химические жидкие. Методы определения плотности» / Москва, Издательство стандартов, 1974.
- 31.ГОСТ 12.1.017-80 «Пожаровзрывобезопасностьгорючихпылей. Общие требования» / Москва, Издательство стандартов, 1983.
- 32.СНиП 31-03-2001"Производственные здания" / Москва, ОАО ЦНИИПромзданий, 2002
- 33.СНиП2.11.03 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы» / Москва, Всероссийского научно-исследовательского института противопожарной обороны МВД России, 1993.
- 34.СНиП 2.09.04 «Административные и бытовые здания» / Москва, ЦНИИпромизданий, 1994.
- 35.СНиП 41-01 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» / Москва, ФГУП ЦНС, 2004.
- 36.СНиП 21-01 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» / Москва, ЦНИИСК им. Кучеренко, 1997.
- 37.Закон РФ от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» / Москва, 2008.

- 38.ППБО-85, НПБ 105, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» / Москва, Главным управлением пожарной охраны МВД СССР, 1985.
- 39.Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон.дан. - Красноярск :Сиб. федер. ун-т, 2016
- 40.СН 357 «Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий» / Москва, Министерства монтажных специальных строительных работ СССР, 1977.
- 41.СНиП 3.05.06 «Электротехнические устройства» / Москва, ВНИИпроектэлектромонтажем Минмонтажспецстроя СССР, 1986.
- 42.ГОСТ 12.1.030 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление» / Москва, Министерством монтажных и специальных строительных работ СССР , 1982.
- 43.СО 153-34.21.122 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» / Москва, Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ, 2007.
- 44.МР 2.2.7.2129-06"Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях" / Москва, Научно-исследовательский институт медицины труда РАМН, 2006.
- 45.СНиП 2.09.04-87 "Состав бытовых помещений на предприятии" / Москва, ОАО ЦНИИПромзданий, 1995.

46. СН 459-74 "Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин"
Москва, Министерства монтажных специальных строительных работ
СССР, 1974.
47. ПБ-08-624-03 "Правила безопасности в нефтяной и газовой
промышленности" / Москва, Гипровостокнефть, 1974.
48. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату
производственных помещений" / Москва, НИИ медицины труда
РАМН, 1996.
49. ГОСТ 12.1.007-76 "Вредные вещества" / Москва, ЦНИИПромзданий,
1976.